

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕЧНЯ КОНТРОЛЬНЫХ ПУНКТОВ ПО НАПРЯЖЕНИЮ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Л.Д. Грищенко, Д.С. Лоцман, И.М. Кац, А.Ю. Останин
Национальный исследовательский Томский политехнический
университет, Инженерная школа энергетики, О-5КМ91
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири

В настоящее время контроль уровней напряжения в операционных зонах диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» осуществляется в контрольных пунктах по напряжению.

При этом регулирование напряжения и реактивной мощности в электрической сети должно осуществляться для обеспечения:

- допустимых уровней напряжения на объектах электроэнергетики для оборудования электрических станций и сетей;
- устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии в соответствии с требованиями [1];
- качества электрической энергии в соответствии с нормативными требованиями.

Назначение КП по напряжению осуществляется диспетчерским центром расчётным путем для наиболее характерных режимов работы ЭЭС. Однако при управлении режимами работы ЭЭС возникают случаи, в которых в конкретных, отдельно взятых схемно-режимных ситуациях, назначенные КП по напряжению не могут в полной мере характеризовать режим работы ЭЭС и обеспечить выполнение требований к уровням напряжения, исходя из критериев, по которым был назначен данный КП. Также наблюдаются схемно-режимные ситуации, при которых отсутствует необходимость контролировать уровни напряжения в ряде КП.

Одним из решений данной проблемы является назначение КП по напряжению на основе данных о текущем режиме работы ЭЭС.

Назначение контрольных пунктов по напряжению для операционной зоны производится расчетным путем.

Выбор КП осуществляется исходя из следующих критериев:

- обеспечение нормативных коэффициентов запаса устойчивости по напряжению в узлах с двигательной нагрузкой;

- обеспечения в узлах нагрузки предельного уровня напряжения, ниже которого возможно возникновение недопустимых режимов работы электроустановок потребителей, не связанных с нарушением устойчивости двигательной нагрузки;
- обеспечение нормативных коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;
- обеспечение напряжения на шинах объектов электроэнергетики не выше разрешенной величины и длительности повышения напряжения свыше наибольшего рабочего в послеаварийных режимах после нормативных возмущений.

Для решения задачи назначения КП известны ряд методов [2, 3, 4, 5], позволяющих выделять в ЭЭС узлы, в которых напряжения в наибольшей степени изменяются при случайных изменениях в топологии схемы сети и нагрузок. Данные узлы в [5] названы сенсорными.

В большинстве своем, данные методы [4] основаны на анализе коэффициентов матрицы Якоби или результатов ее сингулярного разложения.

Например, в [6] авторы приводят опыт использования метода анализа чувствительности на основе упрощенного алгоритма коррекции напряжения.

Исходя из анализа литературы, были выбраны для дальнейшего рассмотрения три метода определения контрольных пунктов:

- Определение КП методом приращений. В рамках данного метода предполагается последовательно приращение нагрузки в узлах схемы с последующим анализом изменения напряжения.
- Методика назначения КП, используемая в АО СО ЕЭС в данный момент.
- Метод определения КП с использованием обратной матрицы Якоби J^{-1} .

Сравнение приведенных выше методов назначения КП происходило на нескольких тестовых схемах.

По результатам проведенных исследований, с учётом специфики поставленной задачи, было решено взять за основу алгоритм определения перечня контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима метод 2 и внести в него ряд модификаций.

При определении КП по напряжению в алгоритме рассматривается только текущий режим работы ЭЭС. При этом, возможные ремонтные режимы не рассматриваются при назначении КП по напряжению, так как в случае вывода оборудования в ремонт, алгоритм произ-

ведет расчет с учетом актуальной топологии схемы, а в интервале времени между изменением топологии схемы и полученными результатами расчетов будут использоваться КП по напряжению, назначенные в соответствии с ПУР.

В качестве исходных данных работы алгоритма используются:

1. Перечень узлов, относящихся к заданному КС (далее перечень претендентов на КП), определяемые специалистом СЭР.
2. Перечень траекторий утяжеления и их состав. Для проведения расчетов должно быть задано не менее 3-х траекторий утяжеления.
3. Уровень напряжения $U_{пред}^3$ в узлах КС, соответствующий предельному режиму.
4. Перечень послеаварийных режимов.

На первом этапе работы алгоритма осуществляется получение файла текущего режима от СМЗУ в формате RastrWin.

Далее осуществляется утяжеление нормального режима. В конце процесса утяжеления сравнивается напряжение в узлах претендентах на КП со значением $U_{пред}^3$. Если в одном из претендентов на КП напряжение соответствует или ниже $U_{пред}^3$, то данная траектория утяжеления принимается для дальнейших расчетов.

Как показали исследования, скорость снижения напряжения зависит от количества шагов утяжеления и шага утяжеления для разных траекторий. Поэтому было решено скорость снижения напряжения определять следующим образом:

$$\frac{\Delta U}{\Delta P} = \frac{U_i(0,92P_{пред}) - U_i(P_{пред})}{0,08P_{пред}}, \quad (1)$$

где $P_{пред}$ – предельный переток в КС, МВт;

$U_i(0,92P_{пред})$ – напряжение в i -ом узле при перетоке в КС равном $0,92P_{пред}$, кВ;

$U_i(P_{пред})$ – напряжение в i -ом узле при перетоке в КС равном $P_{пред}$, кВ;

Далее осуществляется расчет для ПАР режимов для текущей траектории утяжеления.

Для нормального режима и ПАР схем осуществляется выбор узлов претендентов на КП с максимальной скоростью снижения напряжения и со скоростью не более чем на δ ниже максимальной скорости снижения напряжения.

Далее повторяются расчеты для всех траекторий утяжеления.

В результате расчета всей совокупности режимов при разных траекториях утяжеления в качестве контрольных пунктов по напряжению

назначаются узлы ЭЭС, скорость снижения напряжения в которых отличается не более чем на величину δ , которая задается в процентах от максимальной скорости снижения напряжения.

Разработанный алгоритм приведен на рисунке 1.

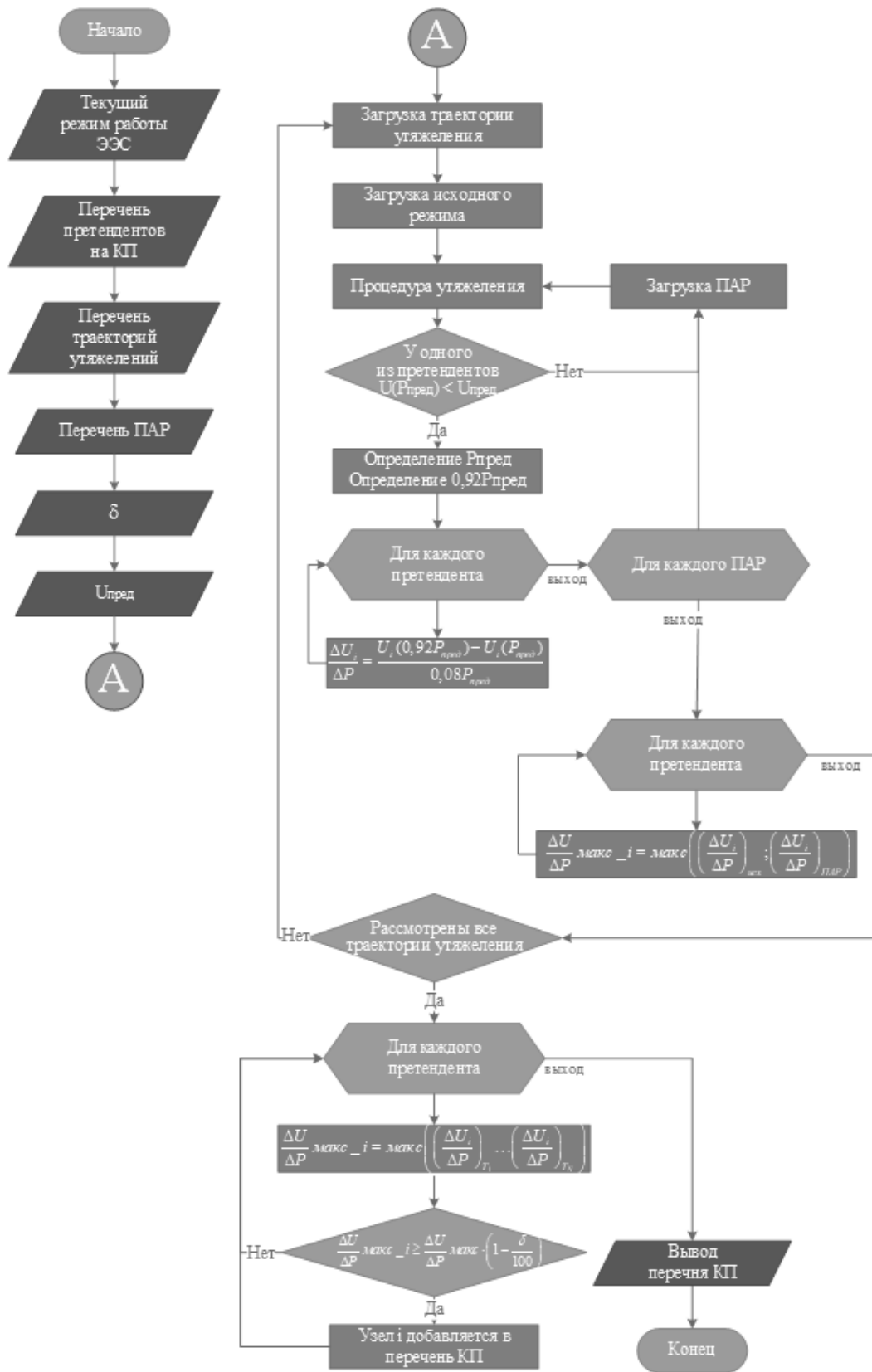


Рисунок 1 – Блок схема определения перечня контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима

Исследование работоспособности алгоритма осуществлялось для КС «Красноярск, Кузбасс – Запад» на расчётной модели энергосистемы Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири в программно-вычислительном комплексе RastrWin3. В качестве расчетной модели использовалась модель СМЗУ с данными среза телеизмерений от 18.12.2019.

Для проведения расчетов были использованы следующие траектории утяжеления:

- Траектория 1
 - увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС, Красноярской ГЭС и Братской ГЭС;
 - уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
- Траектория 2
 - увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС;
 - уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
 - увеличение нагрузки на ПС 500 кВ Барнаул;
- Траектория 3
 - увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС;
 - уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
 - увеличение нагрузки на ПС 500 кВ Новокузнецкая;
- Траектория 4
 - увеличение генерации Красноярской ГЭС;
 - уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
 - увеличение нагрузки на ПС 1150 кВ Алтай;

В качестве послеаварийных режимов рассмотрены режимы, связанные с поочередным отключением одной из линий, входящих в состав сечения:

- ПАР 1 – Отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская;
- ПАР 2 – Отключение ВЛ 500 кВ Юрга – Ново-Анжерская;
- ПАР 3 – Отключение ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС – Ново-Анжерская;
- ПАР 4 – Отключение КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №1.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

В данных расчетах, величина δ принята равной 10%. То есть в перечень КП попадут узлы, в которых скорость снижения напряжения не ниже максимальной уменьшенной на 10%.

Как видно из таблицы 1 для рассмотренного режима перечень КП будет содержать только 1 узел: ПС 1150 кВ Алтай.

Таблица 1 – Результаты расчетов определения КП по напряжению

Название узла	Номер узла	Траектория	Режим	$\frac{\Delta U}{\Delta P}^{max}$	Перечень КП
ПС 500 кВ Юрга	238	Траектория 4	ПАР 1	0,1541	
Беловская ГРЭС	294	Траектория 2	ПАР 1	0,1232	
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	Траектория 2	ПАР 1	0,1734	
ПС 1150 кВ Алтай	555	Траектория 1	ПАР 2	0,2268	✓
СШГЭС	1068	Траектория 2	ПАР 2	0,0372	
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	Траектория 4	ПАР 3	0,1894	
ПС 1150 кВ Итатская	6125	Траектория 4	ПАР 3	0,1914	
Критерий назначения КП (90% от максимальной скорости)				0,2041	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрен алгоритм определения контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима работы электроэнергетической системы. Разработанный алгоритм может применяться в диспетчерских центрах при управлении режимом работы электроэнергетических систем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630 Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем".
2. Гамм А. З., Голуб И. И. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах. Иркутск: СЭИ СО РАН, 1996.-99с.
3. Yang Huang, Lei Chen, Wei Hu, "Simplified Algorithm of Voltage Security Correction Based on Sensitivity Analysis Method" in Proc. Power and Energy Engineering Conf. (APPEEC), Mar. 2012, pp. 1–4.
4. Moussa Reda Mansour, Member, IEEE, Edson Luis Geraldi, Jr., Luís Fernando Costa Alberto, Senior Member, IEEE, and Rodrigo Andrade Ramos, Senior Member, IEEE, "A New and Fast Method for Preventive Control Selection in Voltage Stability Analysis" IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 4, November 2013, pp. 4448 – 4455.
5. M. Beiraghi and A. M. Ranjbar, "Online Voltage Security Assessment Based on Wide-Area Measurements," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 2, pp. 989-997, April 2013.
6. Баранов, И.Л. Применение показателей чувствительности узлов в задачах управления режимами ЭЭС : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.02: / Баранов Игорь Леонидович. – Москва, 2015. – 138 с.